



Вх. №..... от2025 г.

ДО

Г-Н ПЛАМЕН МЛАДЕНОВСКИ

ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КЕВР

ДОКЛАД

от

дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ и

дирекция „Правна“

Относно: утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. С изменението и допълнението на посочената разпоредба от ЗЕ, обн. ДВ, 96 от 2023 г. и ДВ бр. 44 от 2025 г., в сила от 01.07.2025 г. на Комисията са вменени нови правомощия, а именно: да определя базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период, както и да определя компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти. В тази връзка, по силата на чл. 30а, ал. 1 и чл. 30б, ал. 1 от ЗЕ, от 01.07.2025 г. КЕВР определя компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти чрез универсална услуга, както и определя базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която е част от цената, която битовият краен клиент заплаща за съответния регулаторен период. По силата на § 25, ал. 1 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 44 от 2025 г., КЕВР провежда производствата по чл. 30а и 30б от ЗЕ за регулаторния период, който започва от 1 юли 2025 г., и въз основа на § 1, 2 и 3 от този закон.

По силата на чл. 30, ал. 1, т. 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсирание на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсирание на невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), както и разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

За електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, Комисията определя премии, като разлика между

преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (чл. 33а от ЗЕ).

Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност от 500 kW и над 500 kW премии, като разлика между определената до влизане в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) преференциална цена, съответно актуализирана преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник – § 28, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.).

По силата на чл. 36б, ал. 1, т. 1-2 и т. 5-6 от ЗЕ Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) управлява средствата за покриване на: разходите, извършени от енергийно предприятие в качеството му на обществен доставчик за изкупуване на електрическа енергия по дългосрочни договори и по преференциални цени, както и тези, произтичащи от задължението му за изкупуване на електрическа енергия в качеството му на търговец на електрическа енергия; разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ; разходите за предоставяне на компенсации чрез крайния снабдител, покриващи част от разходите за електрическа енергия на битовите крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение; разходите, извършени от крайните снабдители по чл. 94а, ал. 3 от ЗЕ.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. Според чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

I. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА РЕГУЛАТОРНИЯ/ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ.

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност

между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на фючърсните и/или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърсни сделки на европейска борса.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период.

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърсните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „Ден напред“.

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс е пренебрежимо малка - около 0,15 евро/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърсните сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX¹ (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа.

В следващата таблица е представено сравнение на цените на фючърсите за H2 2025.

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPLEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2025	245,98	248,92	245,98
Q4 2025	237,89	241,31	237,40
H2 2025	241,94	245,11	241,69

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 3,17 лв./MWh (1,63 евро/MWh), докато с унгарския е пренебрежимо малка (около 0,25 лв./MWh). Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 0 лв./MWh до 0,50 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2026 и Q2 2026, съответно за H1 2026 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те, обаче, могат да се изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -HUPLEX
	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2026	236,95	236,95
Q2 2026	177,55	177,55
H1 2026	207,25	207,25

¹ <http://www.eex.com>

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2025 – 241,94 лв./MWh и за H1 2026 – 207,25 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. в размер на 224,59 лв./MWh.

Основният движещ фактор за динамиката на цените на европейските, съответно регионалните, борси е цената на природния газ на европейските борси. Пряката корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози. Европейските цени на природния газ отбелязаха значителна нестабилност през последният месец. Осреднените TTF търгувани фючърси² за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. (съвпадащ с регулаторния период) варират от 32,17 евро/MWh до 37,45 евро/MWh.

При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период следва да бъдат отчетени както горните аргументи, така и асиметричността, наблюдавана в българската пазарна зона, дължаща се на големия приток на нови инвестиции в соларни проекти, като се предвиди допълнително отклонение на цената надолу в размер на около 2%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. е около 220,00 лв./MWh

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. следва да се определи в размер на 220,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от групите, съответно: независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани данни от системата за управление на пазара (MMS), оперирана от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), за периода 01.01.2024 г. – 31.12.2024 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка, на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за календарната 2024 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за 2024 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за 2024 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна годишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент съгласно разпоредбата

² Изчислени като средна стойност на сегмент цените на TTF фючърси за Q3 2025, Q4 2025, Q1 2026, Q2 2026.

на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

1. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	203,76 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (p.2/p.1)	1,01596
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	223,51 лв./MWh

2. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Север“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните оператори на електроразпределителни мрежи.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	214,30 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,06853
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	235,08 лв./MWh

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД, „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД и „Топлофикация Русе“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	201,35 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	1,00397
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	220,87 лв./MWh

4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия:

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджекте“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-центра 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 5“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 6“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 7“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък

9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД, „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка), „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар), чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	141,36 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,70483
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	155,06 лв./MWh

5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия:

Извършена е симулация на участието на „МЕТ Суворово Уинд Парк“ ЕООД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино), „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ Ветроком) и „ЕВН-Каварна“ ЕООД (ВяЕЦ Каварна) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	179,30 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,89400
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	196,68 лв./MWh

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 10 MW:

Извършена е симулация на участието на „Българско акционерно дружество Гранитоид“ АД (чрез каскада „Рила“), „ЕНЕРГО-ПРО България“ ЕАД (чрез ВЕЦ „Петрохан“) и „ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	208,54 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	1,03984
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	228,76 лв./MWh

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

След преглед на предоставените от независимия преносен оператор данни за периода 01.01.2024 г. – 31.12.2024 г. за почасовите графици на производителите на електрическа енергия от биомаса се установи, че в тази група не са налице участници, преки членове на балансираща група, за които независимият преносен оператор е валидирал графици за повече от 270 дни през предходната календарна година. В този случай е приложима разпоредбата на чл. 37б, ал. 5 от НРЦЕЕ, съгласно която груповият коефициент на производителите от биомаса е равен на коефициента, определен за предходния ценови период.

1	Групов коефициент Kb за предходния ценови период, определен с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г.	1,01463
2	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
3	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.1*p.2)	223,22 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., съответно за оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителни мрежи и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 223,51 лв./MWh;
2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 235,08 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 220,87 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 155,06 лв./MWh;
5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 196,68 лв./MWh;
6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 228,76 лв./MWh;
7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 223,22 лв./MWh;

II. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

При утвърждаване на цените на електропреносното предприятие, получило лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията, по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ, извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка ЕСО ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-41-29 от 31.03.2025 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-29 от 31.03.2025 г. ЕСО ЕАД е предложило:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 1,03 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 4,83 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 6,09 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 17,66 лв./MWh, без ДДС.

Таблицата по-долу представя сравнение между предложените от ЕСО ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

Цени		Утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени, без ДДС	Утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение, %
		(лв./MWh)	(лв./MWh)	(лв./MWh)	
1	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,85	-	1,03	21,18%
2	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	4,66	-	4,83	3,65%
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	6,15	-	6,09	-0,98%
4	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	12,70	13,66	17,66	29,28%

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Общото количество електрическа енергия, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 33 600 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 32 706 хил. лв.;

Основните елементи на условно-постоянните разходи са формирани при следните изходни условия и са разделени по равно между цената за достъп за крайни клиенти и цените за достъп за производители:

а) разходите за работна заплата и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са определени съобразно договорените със синдикалните организации средна брутна работна заплата, условията съгласно сключения колективен трудов договор (КТД), полагащите се доплащания по Кодекса на труда, както и действащия Кодекс за социално осигуряване;

б) разходите за ремонт и поддръжка са изчислени на база разработени и утвърдени в дружеството програми по отношение на активи, свързани с управление на електроенергийната система (телемеханика, телекомуникации, SCADA и др.) за 2025 г., утвърдени от управителния и надзорния съвети на ЕСО ЕАД;

в) разходите за безплатна храна и добавките към нея са увеличени в резултат от повишената минимална работна заплата 01.01.2025 г.;

г) разходите по икономически елементи „разходи за материали“, „разходи за външни услуги“ и „други разходи“ са предмет на програмата за текущи разходи на ЕСО ЕАД, като стойностите са определени на база действащите към момента договори в дружеството и очакваната средна годишна инфлация за 2025 г.;

д) разходите за амортизации са определени на база реални активи и утвърдени амортизационни норми съгласно счетоводната политика на дружеството и при отчитане инвестиционната програма на дружеството за 2025 г., като се има и предвид, че ЕСО ЕАД активно участва в процесите по изграждане и внедряване на платформите, свързани с функционирането на единния пазар „Ден напред“ и единния пазар „В рамките на деня“, съгласно споразуменията SDAC и SDIC и наред с другите оператори отчита и значителни

инвестиционни разходи в нематериални дълготрайни активи, които са с кратък срок на амортизация;

е) разходите за членски внос в организации са в размер на 1 579 хил. лв. и включват членски внос в Европейската организация на системните оператори за пренос на електроенергия (ENTSO-E), където ЕСО ЕАД е пълноправен член;

ж) разходите, свързани със задълженията на оператора по европейски регламенти, включват:

- разходи за ползването на услугите от Southeast Electricity Network Coordination Center („SEleNe CC“) със седалище в Солун – дружество за координиране на сигурността на електроенергийната мрежа в Югоизточна Европа, учредено от операторите на преносни системи на Р България, Р Гърция и Р Италия в изпълнение на чл. 37 от Регламент 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 05 юни 2019 г. (Регламент 2019/943) относно вътрешния пазар на електроенергия, в размер на 3 244 хил. лв.;

- разходи, свързани с присъединяване на ЕСО ЕАД към единната платформа за разпределение на дългосрочни преносни права (JAO) в изпълнение на Регламент (ЕС) 2016/1719 на Комисията от 26 септември 2016 година за установяване на насока относно предварителното разпределяне на преносна способност и съгласно хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права (EU HAR), в размер на 1 200 хил. лв.;

- разходи, свързани с европейската платформа за краткосрочна адекватност, с платформата за прозрачност, както и с верификационната платформа на ENTSO-E, общо в размер на 348 хил. лв.;

- разходи на стойност 174 хил. лв., във връзка с присъединяването към европейските балансиращи платформи PICASSO (Platform for the International Coordination of Automatic Frequency Restoration Reserves) и MARI (Manually Activated Reserves Initiative);

- разходи, свързани със Споразумението за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите в рамките на деня между ОПС и НОПЕ (IDOA) и Споразумението за сътрудничество между ОПС (TCID) и участието на ЕСО ЕАД, заедно с БНЕБ ЕАД в процеса по интегриране на българска граница с общия европейски пазар в рамките на проект XVID за времеви хоризонт в рамките на деня, в размер на общо 173 хил. лв.;

- разходи, свързани с участие в международното сътрудничество по управление на мрежата (IGCC) в размер на 30 хил. лв.;

- разходи за инфраструктурна услуга във връзка с многостранно споразумение за комуникационните мрежи с ENTSO-E в размер на 392 хил. лв.;

- разходи, произтичащи от сключеното по силата на Регламент 943/2019 Споразумение за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на електропреносните мрежи между европейските електроенергийни системни оператори, в размер на 17 801 хил. лв., съответстващ на отчетените за 2024 г. Дружеството обръща внимание, че в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР е одобрила разходи по ИТС в размер на 12 023 хил. лв., които са с 32,46% по-ниски от отчетените за същия период;

1.1.3. Необходим оборотен капитал – 25 292 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

1.1.4. Регулаторна база на активите в размер на 63 361 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.1.5. Възвръщаемост – 1 824 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 5,76%, подробно аргументирана в т. 1.4.9.

1.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 30 069 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 26 530 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2 на предложението за изменение на цената за достъп за крайни клиенти;

1.2.3. Разходи за допълнителни услуги – 117 246 хил. лв., в т.ч. разходи за първично регулиране на честотата – 15 988 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 55 070 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 46 188 хил. лв.

На основание Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС), споразумението SAFA (Continental Europe Synchronous Area Framework Agreement) и насоките SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия (Регламент 2017/1485), и съгласно Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР размерът на оперативните резерви, които ЕСО ЕАД следва да поддържа за следващия регулаторен период, остава без промяна и е както следва:

- резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW;
- резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW;
- резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) – 650 MW;
- резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) – 100 MW от водноелектрически централи (ВЕЦ) и помпено-акумулиращи водноелектрически централи (ПАВЕЦ) за покриване на недостиг на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници.

Дружеството посочва, че съгласно чл. 157, пар. 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „еталонна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен електропровод в електроенергийната система). За случая на България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1000 MW нето.

Средните цени за разполагаемост за отделните оперативни резерви са както следва:

- резерв за първично регулиране на честотата и резерви за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 50 лв./MW*h;
- всички резерви за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 10 лв./MW*h.

1.2.4. Регулаторна база на активите в размер на 63 361 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.2.5. Възвръщаемост – 1 480 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 5,76%, подробно аргументирана в т. 1.4.9.

1.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 7 000 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 6 176 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2. на предложението за изменение на цената за достъп за крайни клиенти;

1.3.3. Разходи за допълнителни услуги – 36 054 хил. лв., в т.ч. разходи за първично регулиране на честотата – 3 722 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 12 820 хил. лв., разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 10 752 хил. лв. и разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 8 760 хил. лв., изчислени на база предложените в т. 1.2. средни цени за разполагаемост за отделните оперативни резерви;

1.3.4. Регулаторна база на активите в размер на 63 361 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.3.5. Възвръщаемост – 344 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 5,76%, подробно аргументирана в т. 1.4.9.

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цена за достъп до електропреносната мрежа от производители, присъединени към електроразпределителните мрежи, операторът на електропреносната мрежа предлага при утвърждаване на цените в сектор „Електроенергетика“ да бъде предвиден механизъм за заплащане на цената за достъп, а именно: производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, да заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които да превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

1.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

Дружеството е формирало цената за пренос при следните изходни условия:

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 33 600 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 364 828 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати (възнаграждения) – 122 539 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 63 814 хил. лв.; разходи за амортизации – 86 681 хил. лв.; разходи за ремонт и поддръжка – 30 971 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 60 823 хил. лв.;

В заявлението си дружеството е представило информация за отделните групи условно-постоянни разходи:

а) разходите за работна заплата и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са определени съобразно договорените със синдикалните организации средна брутна работна заплата, условията съгласно сключения КТД, полагащите се доплащания по Кодекса на труда, както и действащия Кодекс за социално осигуряване;

б) разходите за амортизации са определени на база отчет на въведени в експлоатация към 31.12.2023 г. активи и утвърдени амортизационни норми съгласно счетоводната политика на дружеството;

в) разходите за ремонт и поддръжка са изчислени на база разработена програма за ремонт и поддръжка на електропреносната мрежа за 2024 г., утвърдена от управителния и надзорния съвети на ЕСО ЕАД;

г) разходите за безплатна храна и добавките към нея са увеличени в резултат от повишената минимална работна заплата 01.01.2025 г.;

д) разходите за въоръжена и противопожарна охрана са по-високи, тъй като действащите договори за извършване на охранителни услуги на обектите са обвързани с размера на минималната работна заплата;

е) разходите по икономически елементи „разходи за материали“, „разходи за външни услуги“ и „други разходи“ са предмет на програмата за текущи разходи на ЕСО ЕАД, като стойностите са определени на база действащите към момента договори в дружеството и очакваната средна годишна инфлация за 2025 г.;

1.4.3. прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база сключена застрахователна полица. Съгласно чл. 3.8. от притежаваната лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, ЕСО ЕАД сключва и поддържа застраховка съгласно действащото законодателство за покриване на рисковете по имуществото, определени с решение на Комисията и осигуряващи надеждно извършване на лицензионната дейност, като застрахователното покритие следва да осигурява необходимите финансови средства за подмяна на всеки елемент от електропреносната мрежа, повреден или унищожен в резултат на авария или при други обстоятелства, както и за заплащане на обезщетения за причинени щети на трети лица. Изпълнявайки проектите от общ европейски интерес и инвестицията по Националния план за възстановяване и устойчивост „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“, включени в инвестиционната програма на дружеството, ЕСО ЕАД отчита значителни по размер активи в процес на изграждане, които подлежат на застраховане, както и въвеждане в експлоатация на нови активи. През базисния период извършените разходи за инвестиционни дейности от ЕСО ЕАД са в размер на 257 416 хил. лв., а на инвестиционната програма – 245 256 хил. лв.

1.4.4. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 168 419 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос – 33 290 043 MWh и остойностени по цена на електрическата енергия в размер на 219,01 лв./MWh;

1.4.5. Корекция на основание чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на (минус) -1 784 хил. лв.;

1.4.6. Регулаторна база на активите – 2 490 291 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал (НОК) в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания – 55 821 хил. лв.;

1.4.7. Приходи от реактивна енергия – 25 000 хил. лв.;

1.4.8. Приходи от предоставяне на преносна способност – 56 448 хил. лв.;

1.4.9. Възвръщаемост – 143 440 хил. лв.;

1.4.10. Норма на възвръщаемост – 5,76%. В съответствие с разпоредбите на чл. 15, ал. 2 и ал. 3 от НРЦЕЕ, както и в отговор на инвестиционни изисквания и на промените в икономическите условия, ЕСО ЕАД счита, че е необходимо да се преразгледа определената за дружеството норма на възвръщаемост от КЕВР в предходното ценово решение, като се вземат предвид измененията в НРЦЕЕ, актуалните финансови параметри и плановите за бъдещи инвестиции. Посочва, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. Комисията е приложила модел за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала чрез оценка на капиталовите активи, за електроразпределителните дружества. В тази връзка счита, че прилагането на същия модел за определяне на нормата на възвръщаемост за ЕСО ЕАД би представлявало изпълнение на разпоредбите на нормативния акт, които са в сила повече от една календарна година. Признаването на реалната възвръщаемост на оператора е единственият способ за осигуряване на необходимите ресурси за реализиране на стратегически за националната сигурност и икономиката инвестиционни проекти, и модернизация на мрежата. Спазвайки разпоредбите по чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ и одобрения модел, дружеството е изчислило предложената стойност на нормата на възвръщаемост, като подробни изчисления на размера на безрисковата норма на възвръщаемост, пазарната рискова премия, лостовия бета коефициент за сектор „Енергетика“ и др. елементи се съдържат в обосновката към подаденото заявление за цени.

2. Ценообразуващи елементи

2.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Съгласно чл. 26, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от операторите на електроразпределителни мрежи, крайните клиенти и производители на електрическа енергия в режим на потребление, присъединени към

електроенергийната система, освен в случаите по чл. 119, ал. 1, т. 2 и ал. 2 от ЗЕ, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 34 530 хил. лв. на 27 770 хил. лв., тъй като разходите за осигурителни вноски и социални разходи са запазени на ниво отчет през базисната година. Заявената стойност на разходите за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на преносните мрежи в размер на 17 801 хил. лв. е коригирана с приходите на оператора от тази дейност на 9 677 хил. лв.

С писмо с вх. № Е-13-41-49 от 30.05.2025 г. ЕСО ЕАД е уведомило КЕВР, че поради започналия преход към все по-голямо потребление на електрическа енергия от възобновяеми източници, основните доставчици на допълнителни услуги не могат да предоставят в пълен обем резерви за първично и вторично регулиране на честотата и обменните мощности, необходими за управление на електроенергийната система (ЕЕС). Дружеството посочва, че от една страна, това води до спестяване на разходи за допълнителни услуги, но при влошено качество на регулиране на ЕЕС, а от друга, с намаления състав от конвенционални мощности все по-трудно се поддържат напреженията в електропреносната мрежа. В тази връзка, ЕСО ЕАД посочва като пример частичното разпадане на 18.05.2025 г. на електропреносната мрежа на Р Северна Македония. Поради тези причини, ЕСО ЕАД е извършва анализ за установяване на допълнителни методи и средства за овладяване на напреженията в електропреносната мрежа на Р България. Въз основа на резултатите от този анализ, електропреносният оператор ще разработи методика, по която да бъдат определяни и покривани разходите на потенциалните доставчици за регулиране на напреженията в електропреносната мрежа. В тази връзка, ЕСО ЕАД прави искане КЕВР да не отразява в цените за достъп спестените средства за допълнителни услуги от настоящия ценови период в размер на 60 789 798 лв., информация за които е предоставило с писмо с вх. № Е-13-41-44 от 20.05.2025 г. По отношение на тези средства, дружеството предлага същите да се използват за заплащане за регулиране на напреженията, което представлява допълнителна нечестотна услуга.

При отчитане на горните аргументи, на основание чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година за установяване на насоки за електроенергийното балансиране (Регламент (ЕС) 2017/2195) във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ, е приложена корекция в размер на 17 500 хил. лв. Аналогична корекция следва да се приложи и по отношение на цена за достъп до електропреносната мрежа за производители. Останалата част от спестените средства за допълнителни услуги ЕСО ЕАД следва да използва за осигуряване на допълнителни нечестотни услуги. Така, разходите на оператора на електропреносната мрежа за такъв вид услуги се компенсират, а цените за достъп не се повишават с размера на тези разходи.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 24 058 хил. лв.

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	28 644	27 770
2	Допълнителна корекция по чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195	хил. лв.	-	-17 500
3	Възвръщаемост	хил. лв.	1 795	1 789
4	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил. лв.	30 439	12 059
5	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MWh	33 600 000	33 600 000
6	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС	лв./MWh	0,91	0,36

2.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Съгласно чл. 26, ал. 2 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от производители на електрическа енергия, с изключение на тези с динамично променяща се генерация, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и за износ или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период. Размерът на необходимите годишни приходи и количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ се намаляват със съответния дял на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 34 530 хил. лв. на 27 770 хил. лв., тъй като разходите за осигурителни вноски и социални разходи са запазени на ниво отчет през базисната година. Заявената стойност на разходите за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на преносните мрежи в размер на 17 801 хил. лв. е коригирана с приходите на оператора от тази дейност на 9 677 хил. лв. Приложена е допълнителна корекция в размер на 17 500 хил. лв. на основание чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година за установяване на насоки за електроенергийното балансиране (Регламент (ЕС) 2017/2195) във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ, предвид аргументите, изложени по-горе в т. 2.1.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 24 058 хил. лв.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията следва да определи за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура. В тази връзка, поради липса на определени от министъра на енергетиката показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., са взети предвид определените със Заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, като количествата са обвързани с ПУЕЕС и насоките SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на

електроенергия (Регламент 2017/1485). В тази връзка като ценообразуващи елементи са включени:

- резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW, остойностен по 50,00 лв./MW*h;
- резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW, остойностен по 50,00 лв./MW*h;
- резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) – 650 MW, остойностен по 10,00 лв./MW*h;

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	хил. лв.	19 710
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	хил. лв.	67 890
3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	56 940
4	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	27 770
5	Допълнителна корекция по чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195		-17 500
6	Възвръщаемост	хил. лв.	1 789
7	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	156 603
8	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	37 069 000

Определената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители не следва да се заплаща от такива с динамично променяща се генерация, защото съгласно чл. 29 от НРЦЕЕ тези производители заплащат отделна цена. С оглед осигуряване на равнопоставеност между отделните видове производители на електрическа енергия, необходимите приходи и съответно количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ е целесъобразно да се намалят с дела на производителите от слънце и вятър, който обаче следва да бъде отразен в цената по т. 2.3.

Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия		
Позиция	Необходими приходи	Количества
ОБЩО	156 603	37 069 000
Производители с динамично променяща се генерация	29 572	7 000 000
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	127 031	30 069 000

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	141 937	127 031
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	30 069 000	30 069 000
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	4,72	4,22

2.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия

Съгласно чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация отразява съответния дял на тези производители в разходите на оператора на електропреносната мрежа, както и предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечирание във връзка с балансиране и др. Тази цена се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите с динамично променяща се генерация за съответния регулаторен или ценови период, като размерът на необходимите годишни приходи на тази цена се увеличава с дела на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация по чл. 26, ал. 2, изр. второ от НРЦЕЕ.

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за достъп до електропреносната мрежа. Съгласно т. 15 от § 1 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „достъп“ е правото на ползване на преносната и/или разпределителната мрежи за пренос на електрическа енергия срещу заплащане на цена. Ползватели на мрежите по смисъла на т. 41а от същата разпоредба са както потребителите, така и производителите на електрическа енергия, в това число и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници, ползващи преференциални цени, с оглед на което те също дължат цена за достъп до мрежата.

По силата на чл. 104 от ЗЕ ползвателите на съответната мрежа уреждат чрез сделка взаимоотношенията си с електропреносното и/или електроразпределителното предприятие за ползване на мрежите и за преноса на количествата електрическа енергия, постъпили в мрежата или потребени от мрежата.

Съгласно разпоредбата на чл. 84, ал. 2 от ЗЕ производителите на електрическа енергия са длъжни да сключат договори за достъп с оператора на електропреносната мрежа, в които се уреждат правата и задълженията на страните във връзка с диспечирането и предоставянето на допълнителни услуги, които договори са условие за изпълнение на договорите за продажба на електрическа енергия. Доколкото договорът обхваща условията по диспечирането, а от друга страна разходите за него се покриват от цената за достъп, то последната представлява едно от условията на договора за достъп.

Съгласно чл. 12 от Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), предмет на договорите за достъп е предоставянето на услугата достъп до електропреносната мрежа и на системни услуги. Редът, условията и съотношението в заплащането на цените на тези услуги се определят с ПТЕЕ. По аргумент от чл. 12, чл. 27 и чл. 28 от ПТЕЕ във връзка с понятието за системни услуги съгласно т. 53а от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на електроенергийната система (ЕЕС) и се отнасят към дейността по цялостно

управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници.

Предвид гореизложеното, на оператора на електропреносната мрежа следва да бъде утвърдена цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, при спазване на принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, включително и на принципа за справедливо прехвърляне на разходите за системни услуги, в т.ч. допълнителни и спомагателни услуги, и за технологични разходи, върху ползвателите на електропреносната мрежа и при отчитане на дела и характера на производство на електрическа енергия от тези източници, предизвикващи непринудени случайни отклонения и смущения в електроенергийната система, за чието балансиране отговаря операторът на електропреносната мрежа.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „динамично променяща се генерация“ е производство на електрическа енергия, което е трудно предвидимо в деня преди доставката поради неконтролируемо и динамично променящ се първичен енергиен източник. В тази хипотеза попадат възобновяемите източници – производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия.

За постигане баланса на електроенергийната система, ЕСО ЕАД наблюдава и управлява във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие на аварии и на колебания в електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. Производството на електрическа енергия от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, за разлика от производството на електрическа енергия от водоелектрически централи и от централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за спирания и пускания, както и на тези за резерв за допълнителни услуги. Случайното изменение на параметрите на първичните енергийни източници (слънце и вятър) води до големи отклонения в отдаваната от тях мощност, което без закупуване на допълнителен резерв създава невъзможност за оператора за осигуряване на часовия и денонощния оперативен резерв (в мощностен и скоростен план), необходим за изпълнение на качествените показатели, предвидени в националната нормативна уредба и изискванията на ЕМОПС-Е.

В цените за достъп на ЕСО ЕАД за крайни клиенти и за производители не са включени разходи за допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация. Размерът на тези разходи е определен въз основа на анализ на необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от производители на електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия, изчислени на базата на:

- увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност;
- увеличение на диапазона за вторично регулиране на вятърни електрически централи (ВяЕЦ) със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност.

При изчислението на необходимия резерв за увеличение на диапазона за регулиране е взето предвид, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в ЕЕС от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, тоест могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. В тази връзка може да се приеме за икономически обосновано в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, да бъдат включени разходи в размер на 8 760 хил. лв., отразяващи средно 100 MW допълнителен резерв, остойностен по 10,00 лв./MW*h.

При формиране на необходимите приходи от цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация е отчетен и делът на тези производители в разходите, формиращи

цената за достъп на производители.

В РБА е включен единствено необходимият оборотен капитал, който според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ е изчислен в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи.

Ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, са представени в следващата таблица:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	8 760	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители.	хил. лв.	32 704	29 572
3	Възвръщаемост	хил. лв.	418	63
4	Необходими приходи	хил. лв.	41 882	38 396
5	Прогнозни количества	MWh	7 000 000	7 000 000
6	Цена за достъп	лв./MWh	5,98	5,49

2.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 364 828 хил. лв. на 340 812 хил. лв., тъй като разходите за канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, пощенски разходи, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, вода, отопление и осветление, безплатна предпазна храна, охрана на труда, командировки, делегации, представителни цели, както и данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, са запазени на ниво отчет през базисната година. Заявената стойност на разходите за безплатна предпазна храна е коригирана с 2 400 хил. лв., представляващи отклонението между заявената стойност за предходния регулаторен период и отчетената такава. Разходите за амортизации са преизчислени на 77 826 хил. лв. съобразно дела на активите, придобити чрез финансираня в общата стойност на дълготрайните материални активи, пряко свързани с дейността по лицензията. Разходите за представителни цели, както и тези за такси към БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, необходимият оборотен капитал е преизчислен съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ от 55 821 хил. лв. на 54 358 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%, като е запазена на нивото, утвърдено за регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Количеството на технологичните разходи по преноса на електрическа енергия в размер на 769 000 MWh е остойностено по 223,51 лв./MWh в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена.

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за пренос през електропреносната мрежа, е както следва:

Цена за пренос през електропреносната мрежа				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	364 828	340 812
2	Възвръщаемост	хил. лв.	143 440	74 686
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	168 419	171 879
4	Корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ	хил. лв.	-1 784	-1 784
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-25 000	-30 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-56 448	-56 448
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	593 455	499 145
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 600 000	33 600 000
10	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	17,66	14,86

Във връзка с гореизложеното, цените на ЕСО ЕАД са както следва:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,36 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 12 059 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 600 000 MWh.

2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 4,22 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходимими годишни приходи 127 031 хил. лв. и количества електрическа енергия 30 069 000 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,49 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 38 396 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 7 000 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 14,86 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 499 145 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 600 000 MWh.

III. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-53 от 31.03.2025 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с вх. № Е-13-262-61 от 31.03.2025 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-34 от 28.03.2025 г. от „Електроразпределение Север“ АД. Постъпило е и писмо с вх. № Е-13-09-11 от 08.05.2025 г. от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД, с което дружеството предоставя информация във връзка с утвърждаване на цени на мрежови услуги за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

„Електроразпределение Север“ АД с писмо с вх. № Е-13-273-70 от 19.05.2025 г. е предоставило допълнителна информация за отчетните данни за инвестиции за календарната 2024 г.

1. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ КЕВР следва да направи анализ, въз основа на който да измени цените и необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората година от седмия регулаторен период.

Начинът на определяне на ценообразуващите елементи, формиращи цените за достъп и за пренос до/през електроразпределителните мрежи, е регламентиран в раздел I „Ценообразуващи елементи“ на глава втора на НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ включват признатите от Комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

$$НП = P + (РБА * НВ),$$

където:

НП – необходими годишни приходи;

P – годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

НВ – определената от Комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията може да измени утвърдените цени и необходими годишни приходи в края на всяка ценова година в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цени, могат да се коригират с инфлационен индекс (И) за предходната календарна година на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ) съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) и с коефициент за подобряване на ефективността, като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за прогнозни и отчетени количества електрическа енергия – чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят при условията по чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ във връзка с промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

След анализ на данните, относими към корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, следва да бъде приложен общ подход, а именно:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за седмия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I. по-горе, към която са

прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;
- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 4 и ал. 7 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР може да извършва годишни корекции с инфлационен индекс за предходен период, с коефициент за подобряване на ефективността, с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции и с фактора Z.

1.1. Корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 2,4% за предходната календарна година на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2024 г. Във връзка с корекцията на оперативните разходи с коефициент за подобряване на ефективността, следва да се има предвид, че в началото на регулаторния период Комисията е включила тези разходи на база отчет през базисната година, а не в размера, заявен от дружествата.

1.2. Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период

На основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за първата година от седмия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2024 г., представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

1.3. Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

1.4. Цена за достъп за битови клиенти

Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружествата метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в лв./kW/ден и/или като твърда месечна/годишна цена, заплащана независимо от потребената електрическа енергия. Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Формирането на цената за достъп по предложения начин е нецелесъобразно към настоящия момент, тъй като на практика ще

засегне най-вече енергийно уязвими клиенти, за които, обаче, все още не е въведен ясен механизъм за защита.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората година на седмия регулаторен период

2.1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД

Утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.2. цени, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01065 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04232 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02683 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh.

С Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г., в частта по т. II.3., Комисията е утвърдила на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, считано от 01.01.2025 г., цени за пренос през електроразпределителната мрежа, без ДДС, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01268 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04203 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени със заявление с вх. № Е-13-62-53 от 31.03.2025 г. и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД				
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени, без ДДС	Утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2025 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01173	0,01268	0,01265	-0,24%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03803	0,04203	0,04149	-1,3%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02741	-	0,03015	10,00%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00770	-	0,01620*	неприложимо

В случай, че Комисията откаже да одобри цена за достъп за битови клиенти, определена на база предоставена мощност, „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД предлага следните цени за одобрение от КЕВР при запазване на настоящия модел на тарифната структура:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД				
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени, без ДДС	Утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2025 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01173	0,01268	0,01414	11,51%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03803	0,04203	0,04686	11,49%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02741	-	0,03056	11,49%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00770	-	0,00859	11,56%

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са образувани въз основа на изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 240,19 лв./MWh, при коефициент 1,06, отразяващ отклонението на средната цена, определена по товаровия профил на дружеството към средната цена за базов товар на БНЕБ ЕАД и прогнозна среднопретеглена пазарна цена за базов товар – 226,59 лв./MWh към 20.03.2025 г., на утвърдените с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на общо 14,51 лв./MWh и на разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh. Дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

2.1.1. Предоставена от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД прогнозна информация

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от седмия регулаторен период, са както следва:

- Предложената стойност на оперативните разходи е 191 948 хил. лв., изчислени на база утвърдените за седми регулаторен период разходи в размер на 187 449 хил. лв., индексирани с инфлационен индекс за периода януари 2024 – декември 2024 г. спрямо периода януари 2023 – декември 2023 г. в размер на 2,4% или 4 499 хил. лв.;
- Разходи за амортизации в размер на утвърдените за седми регулаторен период – 80 272 хил. лв.;
- Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 192 311 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7%, прогнозна пазарна цена от 240,19 лв./MWh, утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 14,51 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh;
- РБА – 692 308 хил. лв., която включва призната балансова стойност на активите за седмия регулаторен период 512 609 хил. лв., среден номинален размер на инвестициите за седмия регулаторен период – 132 229 хил. лв., както и оборотен капитал за втората година от седмия регулаторен период – 47 470 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 48 448 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 6,998%;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 9 961 002 MWh;
- Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – 1 674 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ в размер на (минус) -17 860 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2024 г. – 02.2025 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2025 г., и корекцията с фактора P_{t-2} за предходния регулаторен период с отчетни данни за месеците март, април, май и юни 2024 г. в размер на (минус) -15 хил. лв.

За втората ценова година на седмия регулаторен период „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД отново предлага цената за достъп за битови клиенти да се заплаща на база предоставената на клиента мощност или в лв./kW/ден, вместо заплащаната до сега цена за достъп на база консумирана енергия. Според дружеството цената за достъп до електроразпределителната мрежа отразява условно-постоянните разходи, които не зависят от консумираната енергия. Посочва, че при прилагане на еднокомпонентна структура всички разходи се заплащат чрез консумираната електрическа енергия и разходите по поддържане на съоръженията за клиенти, които не са консумирали или са консумирали значително по-малко от заявените количества, на практика се заплащат през цените за пренос от останалите клиенти. Отбелязва, че промяната на тарифната структура дава възможност да се оптимизира мрежата, в резултат на което ще се постигне: коректно формиране на стойността на мрежовите услуги и тяхното заплащане; ефективно разпределяне на ангажираните капацитети между клиентите и разпределителното дружество; развитие на мрежата съгласно реалните нужди на клиентите; по-висока сигурност и ефективно управление на капацитета на мрежата. Дружеството е направило подготовка и анализ на събраната предварително информация за предпазители в електромерните табла на клиентите и потребеното количество електрическа енергия от всеки клиент за две години назад. Създаден е еталонен файл от битови клиенти, като за всеки абонат са налични данните за: предоставена мощност, стойност на номиналния ток на предпазителя, монтиран в електромерното табло и средногодишно потребление. Дружеството предлага формулирани критерии за разпределение на обектите по групи, като в една група се обединяват клиенти със сходни параметри. Критериите са следните: вид присъединяване на обекта – еднофазно и трифазно; номинален ток на предпазителя в електромерно табло на обекта; годишно потребление (kWh). Определената мощност за всяка група представлява фиксирана осреднена стойност, валидна за всички клиенти от групата и отговаряща на критериите за годишно потребление и стойност на номинален ток на предпазителя, отразен в клиентската информационна система. Стойността на предоставената мощност ще подлежи на корекция (увеличение или намаление) при желание на клиента. „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД посочва, че с въвеждането на цена за достъп до електроразпределителната мрежа на база мощност не се увеличават необходимите приходи на дружеството, като в резултат на вътрешно преразпределение на мрежовите компоненти се постига увеличение на цената за достъп, за сметка на намаление на цената за пренос на ниско напрежение.

2.1.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2024 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-17

от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за седмия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;
- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;
- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 47 058 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 4 499 хил. лв.

В съответствие с т. 1.2. от посочения по-горе единен подход изчислената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2024 г. е в размер на 1 674 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		2024 г. (И ₁)	2025 г. (И ₂)	2026 г. (И ₃)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	136 654	117 109	119 881
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	28 802	22 000	22 000
3	Нетна амортизация, Ап	10 148	8 304	8 369
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р. 2-р. 3)	97 704	86 804	89 513
5	Среден номинален размер на инвестициите	139 741		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	132 229		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 \cdot A1 + 1,5 \cdot A2 + 0,5 \cdot A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р. 3	14 004		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	12 855		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(р. 5-р.6) \cdot 6,998\% + (р.7-р.8)$	1 674		

Горната корекция не е прибавена към необходимите приходи на дружеството предвид обстоятелството, че е само за първата година от регулаторния период, като през следващите две е възможно дружеството да не изпълни тригодишния план. В тази връзка тази стойност ще бъде отчетена при изчисленията на общата корекция в края на регулаторния период.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -21 735 хил. лв.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - \text{Е}_{\text{прог.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}\%}}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}\%}} * \text{Ц}_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - \text{Е}_{\text{отч.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}\%}}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}\%}} * \text{Ц}_{\text{тр}1.} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 409 111 хил. лв. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. са утвърдени необходими приходи в размер 393 359 хил. лв., а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 423 931 хил. лв., за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно пренесените количества стойност в размер на 409 111 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 446 222 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с с вх. № Е-13-62-53 от 31.03.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.03.2025 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2025 г.

$\text{Е}_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 393 354 хил. kWh;

$\text{Е}_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 10 310 601 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с с вх. № Е-13-62-53 от 31.03.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.03.2025 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2025 г.;

$\text{ТР}_{\text{одоб.}}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7%;

$\text{Ц}_{\text{тр.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 222,93 лв./MWh. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. е утвърдена прогнозна цена в размер 200,73 лв./MWh, а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 243,59 лв./MWh за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно отчетените количества технологичен разход стойност в размер на 222,93 лв./MWh;

– $\text{Ц}_{\text{тр.}}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 222,93 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсции по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месеците май и юни на 2025 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 189,69 лв./MWh.

P_{t-2} – (минус) -15 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , използван в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, са следните:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	187 449
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	189 013
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	80 272
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	691 896
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	512 609
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	132 229
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	47 058
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р. 4*р. 5)	48 419
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	4 499
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 21 735
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)	487 917
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	9 961 001

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – **0,01573 лв./kWh,**
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,04648 лв./kWh,**
 - цена за достъп за небитови клиенти – **0,02946 лв./kW/ден,**
 - цена за достъп за битови клиенти – **0,00726 лв./kWh,**
- необходими годишни приходи за втората ценова година от седмия регулаторен период – 487 917 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 961 001 MWh.**

2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-61 от 31.03.2025 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия за втората година от седмия регулаторен период – 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., в частта по т. II.5.3. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01149 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03704 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02672 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00819 лв./kWh.

С Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г., в частта по т. II.4., Комисията е утвърдила на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, считано от 01.01.2025 г., цени за пренос през електроразпределителната мрежа, без ДДС, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01244 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04106 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД				
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени, без ДДС	Утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2025 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01149	0,01244	0,01463	17,60%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03704	0,04106	0,04828	17,58%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02672	-	0,02736	2,40%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./точка на потребление/месец	0,00819	-	2,10*	неприложимо

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са образувани въз основа на изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 225,75 лв./MWh, при коефициент 1,07676, отразяващ отклонението на средната цена, определена по товаровия профил на дружеството към средната цена за базов товар на БНЕБ ЕАД и прогнозна годишна пазарна цена за базов товар – 209,66 лв./MWh към 10.03.2025 г., на утвърдените с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на общо 14,51 лв./MWh и на разходи за балансиране в размер на 3,83 лв./MWh.

2.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от седмия регулаторен период, са както следва:

- Предложената стойност на оперативните разходи е 163 785 хил. лв., изчислени на база утвърдените за седми регулаторен период разходи в размер на 159 946 хил. лв., индексирани с инфлационен индекс за периода януари 2024 – декември 2024 г. спрямо периода януари 2023 – декември 2023 г. в размер на 2,4% или 3 839 хил. лв.;

- Разходи за амортизации в размер на утвърдените за седми регулаторен период – 75 083 хил. лв.;

- Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 155 731 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7%, прогнозна пазарна цена от 225,75 лв./MWh и утвърдените с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 14,51 лв./MWh, без включени разходи за балансиране;

- РБА – 735 973 хил. лв., която включва призната балансова стойност на активите за седмия регулаторен период – 588 459 хил. лв., среден номинален размер на инвестициите за седмия регулаторен период – 107 264 хил. лв., както и оборотен капитал за втората година от седмия регулаторен период – 40 250 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 59 908 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 8,14%;

- Прогнозни количества електрическа енергия – 8 611 515 MWh;

- Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – (минус) -753 хил. лв.;

- Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ в размер на (минус) -16 409 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2024 г. – 02.2025 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2025 г., и корекцията с фактора P_{t-2} за

предходния регулаторен период с отчетни данни за месеците април, май и юни 2024 г. в размер на (минус) -2 231 хил. лв.

Според оператора всички ползватели на мрежата ползват услугата „достъп“, но поради факта, че цената за тази услуга зависи от количеството доставена на всеки клиент електрическа енергия, групата клиенти, които консумират електрическа енергия в своите обекти, на практика поемат и разходите, генерирани от групата клиенти с нулева консумация. Намира последното не само за несправедливо, но и в нарушение на забраната за дискриминация при утвърждаване на цените, които подлежат на регулиране (чл. 31, т. 1 от ЗЕ). В тази връзка предлага цената за достъп за битови клиенти да не зависи от количеството консумирана електрическа енергия в даден обект, а да е фиксирана сума, която да се дължи от ползвателите на мрежата за всеки техен обект, присъединен към електроразпределителната мрежа с отделно измерване на доставяната в него електрическа енергия. Посочва, че възможните подходи са определяне на фиксирана цена за достъп, дължима на месечна или годишна база (разделена на равни месечни вноски), която цена да се заплаща от ползвателите на мрежата за всеки техен обект. Предлаганият подход не взема предвид предоставената мощност, но отчита факта, че операторите на електроразпределителни мрежи не разполагат с инсталирани средства за търговско измерване, които да отчитат точно електрическата мощност на всеки отделен обект на битов клиент. В съответствие с изложените мотиви, дружеството разглежда предложението си като първи етап на въвеждане на фиксирана цена за достъп по сравнително опростени критерии, като след събиране на нужната информация се премине към критерии, които отразяват по-точно предизвиканите от всеки отделен клиент индивидуални разходи.

2.2.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2024 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за седмия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 40 419 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни

оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 839 хил. лв.

В съответствие с т. 1.2. от посочения по-горе единен подход изчислената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2024 г. е в размер на (минус) -753 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2024 г. (И ₁)	2025 г. (И ₂)	2026 г. (И ₃)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	129 718	126 970	126 370
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	52 026	47 000	47 000
3	Нетна амортизация, Ап	7 959	7 388	7 285
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	69 733	72 582	72 085
5	Среден номинален размер на инвестициите	106 416		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	107 264		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 \cdot A1 + 1,5 \cdot A2 + 0,5 \cdot A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	11 541		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	12 234		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(p.5-p.6) \cdot 6,998\% + (p.7-p.8)$	-753		

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -18 566 хил. лв.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - \text{Е}_{\text{прог.}} \cdot \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}\%}}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}\%}} \cdot \text{Ц}_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - \text{Е}_{\text{отч.}} \cdot \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}\%}}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}\%}} \cdot \text{Ц}_{\text{тр.1}} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 372 437 хил. лв. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. са утвърдени необходими приходи в размер 358 376 хил. лв., а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 386 403 хил. лв. за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно пренесените количества стойност в размер на 372 437 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 399 709 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-61 от 31.03.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.03.2025 г., както и прогноза за месеците март, април, май и юни 2025 г.;

$\text{Е}_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 611 515 хил. kWh;

$\text{Е}_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 266 230 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-61 от 31.03.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.03.2025 г., както и прогноза за месеците март, април, май и юни 2025 г.;

TR_{одоб.} – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7%;

Ц_{пр.} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 221,94 лв./MWh. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. е утвърдена прогнозна цена в размер 200,73 лв./MWh, а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 243,59 лв./MWh за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно отчетените количества технологичен разход стойност в размер на 221,94 лв./MWh;

– Ц_{пр.}¹ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 221,94 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месеците май и юни на 2025 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 189,69 лв./MWh.

P_{t-2} – (минус) -2 231 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, са следните:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	159 946
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	163 406
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	75 083
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	736 142
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	588 459
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	107 264
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	40 419
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	51 515
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	3 839
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 18 566
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	- 753
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	434 470
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	8 611 515

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01756 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04644 лв./kWh;

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02844 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00819 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за втората ценова година от седмия регулаторен период – 434 470 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 611 515 MWh.

2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-34 от 28.03.2025 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия за втората година от седмия регулаторен период – 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01279 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03689 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02898 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00977 лв./kWh.

С Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г., в частта по т. II.5., Комисията е утвърдила на „Електроразпределение Север“ АД, считано от 01.01.2025 г., цени за пренос през електроразпределителната мрежа, без ДДС, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01396 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04135 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределение Север“ АД цени и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД				
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени, без ДДС	Утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2025 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01279	0,01396	0,01571	12,54%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03689	0,04135	0,04652	12,50%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02898	-	0,03261	12,53%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00977	-	0,02052*	неприложимо

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в заявлението цени са образувани въз основа на изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 234,85 лв./MWh, при коефициент 1,07101, отразяващ отклонението на средната цена, определена по товаровия профил на дружеството към средната цена за базов товар на БНЕБ ЕАД и прогнозна годишна пазарна цена за базов товар – 219,28 лв./MWh, на утвърдените с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на общо 14,51 лв./MWh и на разходи за балансиране в размер на 2,80 лв./MWh.

2.3.1. Предоставена от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от седмия регулаторен период, са както следва:

- Предложената стойност на оперативните разходи е 135 773 хил. лв., изчислени на база утвърдените за седми регулаторен период разходи в размер на 132 591 хил. лв., индексирани с инфлационен индекс за периода януари 2024 – декември 2024 г. спрямо периода януари 2023 – декември 2023 г. в размер на 2,4% или 3 182 хил. лв.;

- Разходи за амортизации в размер на утвърдените за седми регулаторен период – 37 525 хил. лв.;

- Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 119 393 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8%, прогнозна пазарна цена от 234,85 лв./MWh, утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 14,51 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 2,80 лв./MWh;

- РБА – 286 142 хил. лв., която включва призната балансова стойност на активите за седмия регулаторен период 193 861 хил. лв., среден номинален размер на инвестициите за седмия регулаторен период – 60 385 хил. лв., както и оборотен капитал за втората година от седмия регулаторен период – 31 896 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 20 024 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 6,998%;

- Прогнозни количества електрическа енергия – 5 455 000 MWh;

- Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – 9 хил. лв.;

- Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ в размер на 18 681 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2024 г. – 02.2025 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2025 г., и корекцията с фактора P_{t-2} за предходния регулаторен период с отчетни данни за месеците март, април, май и юни 2024 г. в размер на (минус) -7 669 хил. лв.

„Електроразпределение Север“ АД предлага цената за достъп както за битовите, така и за небитовите клиенти, да се изчислява въз основа на предоставена/договорена мощност, а не на база потребена електрическа енергия. Според дружеството новият начин на ценообразуване осигурява по-справедливо покриване на условно-постоянните разходи, които мрежовият оператор прави за поддържането на съответната мощност и непрекъснатост на доставката до всеки обект на клиент, независимо от неговата консумация. Също така, този начин на ценообразуване ще допринесе за оптимално и ефективно бъдещо развитие на мрежите и максимално съответствие между заявяваните за присъединяване мощности и планираните реални товари.

2.3.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределение Север“ АД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2024 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-17

от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за седмия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;
- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;
- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 31 494 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 182 хил. лв.

В съответствие с т. 1.2. от посочения по-горе единен подход изчислената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2024 г. е в размер на 9 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределение Север“ АД		2024 г. (И ₁)	2025 г. (И ₂)	2026 г. (И ₃)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	53 959	50 000	50 000
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	10 525	5 680	5 850
3	Нетна амортизация, Ап	4 146	4 432	3 650
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	39 288	39 888	40 500
5	Среден номинален размер на инвестициите	59 434		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	60 385		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 \cdot A1 + 1,5 \cdot A2 + 0,5 \cdot A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	6 280		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	6 204		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(p.5-p.6) \cdot 6,998\% + (p.7-p.8)$	9		

Горната корекция не е прибавена към необходимите приходи на дружеството предвид обстоятелството, че е само за първата година от регулаторния период, като през следващите две е възможно дружеството да не изпълни тригодишния план. В тази връзка тази стойност ще бъде отчетена при изчисленията на общата корекция в края на регулаторния период.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -23 834 хил. лв.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(P_{\text{утв.}} - E_{\text{прог.}} * \frac{TR_{\text{одоб.}}\%}{1 - TR_{\text{одоб.}}\%} * C_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left(P_{\text{отч.}} - E_{\text{отч.}} * \frac{TR_{\text{одоб.}}\%}{1 - TR_{\text{одоб.}}\%} * C_{\text{тр.1}} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$P_{\text{утв.}}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 251 134 хил. лв. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. са утвърдени необходими приходи в размер 240 857 хил. лв., а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 261 331 хил. лв. за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно пренесените количества стойност в размер на 251 134 хил. лв.;

$P_{\text{отч.}}$ – отчетени приходи в размер на 272 460 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-34 от 28.03.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.03.2025 г., както и прогноза за месеците март, април, май и юни 2025 г.

$E_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 711 457 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-34 от 28.03.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.03.2025 г., както и прогноза за месеците март, април, май и юни 2025 г.;

$TR_{\text{одоб.}}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$C_{\text{тр.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 222,75 лв./MWh. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. е утвърдена прогнозна цена в размер 200,73 лв./MWh, а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 243,59 лв./MWh за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно отчетените количества технологичен разход стойност в размер на 222,75 лв./MWh;

– $C_{\text{тр.}}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 222,75 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месеците май и юни на 2025 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 189,69 лв./MWh.

P_{t-2} – (минус) -7 669 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , използван в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Север“ АД, са следните:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	132 591
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	119 364
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	37 525
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	285 740
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	193 861
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	60 385
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	31 494
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	19 996
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	3 182
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 23 834
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	288 825
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	5 445 000

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД, са както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01793 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04602 лв./kWh;
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,03133 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00977 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за втората ценова година от седмия регулаторен период – 288 825 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

2.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.5. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03742 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02049 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00927 лв./kWh.

С Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г., в частта по т. II.6., Комисията е утвърдила на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, считано от 01.01.2025 г., цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение в размер на 0,03970 лв./kWh.

2.4.1. Предоставена от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД прогнозна информация

В законоустановения срок „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия за втората година от седмия регулаторен период – 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на

данните, с които разполага. С писмо с вх. № Е-13-09-11 от 08.05.2025 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за втората ценова година от седмия регулаторен период.

2.4.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на предоставената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за седмия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 372 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 127 хил. лв.

В съответствие с т. 1.2. от посочения по-горе единен подход изчислената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2024 г. е в размер на 117 лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2024 г. (И ₁)	2025 г. (И ₂)	2026 г. (И ₃)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	205	202	211
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	6	0	0
3	Нетна амортизация, Ап	29	29	28
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	170	173	183
5	Среден номинален размер на инвестициите	259		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	257		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 \cdot A1 + 1,5 \cdot A2 + 0,5 \cdot A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	43		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	43		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(p.5-p.6) \cdot 6,998\% + (p.7-p.8)$	0,117		

Горната корекция не е прибавена към необходимите приходи на дружеството предвид обстоятелството, че е само за първата година от регулаторния период, като през следващите две е възможно дружеството да не изпълни тригодишния план. В тази връзка тази стойност ще бъде отчетена при изчисленията на общата корекция в края на регулаторния период.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -393 хил. лв.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - \text{Е}_{\text{прог.}} \cdot \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} \cdot \text{Ц}_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - \text{Е}_{\text{отч.}} \cdot \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} \cdot \text{Ц}_{\text{тр.1}} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 081 хил. лв. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. са утвърдени необходими приходи в размер 3 037 хил. лв., а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 3 162 хил. лв. за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно пренесените количества стойност в размер на 3 081 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 3 561 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация със заявление с писмо с вх. № Е-13-09-11 от 08.05.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.03.2025 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2025 г.

Е_{прог.} – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 55 293 хил. kWh;

Е_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 62 795 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация със заявление с писмо с вх. № Е-13-09-11 от 08.05.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.03.2025 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2025 г.;

ТР_{одоб.} – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

Ц_{тр.} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 220,29 лв./MWh. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. е утвърдена прогнозна цена в размер 200,73 лв./MWh, а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 243,59 лв./MWh за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно отчетените количества технологичен разход стойност в размер на 220,29 лв./MWh;

– C_{mp}^1 – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 220,29 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месеците май и юни на 2025 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 189,69 лв./MWh.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, са следните:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	2 211
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	766
3	Разходи за амортизации	211
4	Регулаторна база на активите	1 820
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 191
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	257
4.3.	Необходим оборотен капитал	372
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,998%
6	Възвръщаемост (p.4*p.5)	127
7	Корекция с фактор Z	-393
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	-
9	Необходими годишни приходи (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	2 976
10	Количество електрическа енергия за разпределение	57 755

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,03478 лв./kWh;**
- цена за достъп за небитови клиенти – **0,02049 лв./kW/ден;**
- цена за достъп за битови клиенти – **0,00716 лв./kWh,**

необходими годишни приходи за втората ценова година от седмия регулаторен период – 2 976 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 57 755 MWh.

IV. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към ЕЕС, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: невъзстановяемите разходи и разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото.

Предвид горното, цената за задължения към обществото е формирана въз основа на:

- разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;

– разходи за компенсиране на разходите, извършени от енергийно предприятие в качеството му на обществен доставчик за изкупуване на електрическа енергия по дългосрочни договори и по преференциални цени, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които енергийното предприятие е изкупувало електрическа енергия през предходния регулаторен период, вкл. разходи за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителя със сключено споразумение за изкупуване на енергия (СИЕ);

– разходи за компенсиране на разходи на енергийно предприятие, произтичащи от задължението му за изкупуване на електрическа енергия по дългосрочен договор, в качеството му на търговец на електрическа енергия, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които енергийното предприятие ще изкупува електрическа енергия през новия регулаторен период, вкл. разходи за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителя със СИЕ;

– разходи за компенсиране на разходи на крайните снабдители, произтичащи от задълженията им за изкупуване на електрическа енергия по чл. 94а, ал. 3 от ЗЕ, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и преференциалните цени през новия регулаторен период, по които крайните снабдители ще изкупуват електрическа енергия;

– разходи за предоставяне на компенсации чрез крайния снабдител, покриващи част от разходите за електрическа енергия на битовите крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение.

Цената за задължения към обществото се прилага от ФСЕС, който управлява средствата по бюджета си за покриване и на разходите по чл. 36б, ал. 1, т. 1 – 6 от ЗЕ.

1. Приходи на ФСЕС

1.1. Прогнозен размер на приходите по чл. 36д, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ

Прогнозните приходи по чл. 36д, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ на Фонда за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. са оценени на 1 969 340 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда и приходите от вноските по чл. 36е от ЗЕ.

Прогнозният пълен размер на приходите от продажба на квоти за емисии на парникови газове за новия регулаторен/ценови период е оценен на 1 541 811 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на ЕЕХ и трендът на изменение на цените на квотите. Прогнозата е направена при прогнозирани средни цени от около 70,00 евро/тон. Отчетени са рисковете от изтегляне на квоти през втората половина на 2024 г. и заявеното намерение на Европейската комисия да увеличи предлагането на квоти под резерва за стабилност на пазара (MSR), както и предварителният тръжен календар за първото полугодие на 2026 г.

Въз основа на прогнозата за следващия регулаторен/ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с почасовия профил на производството на електрическа енергия и почасовия профил на електрическата енергия от внос, прогнозните приходи във Фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 431 811 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 предвид разпоредбата на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

1.2. Прогнозен размер на средствата по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ за покриване на разходи по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от същия закон за частта от регулаторния период, за която такива средства не са предвидени - 01.01.2026 г. – 30.06.2026 г.

Въз основа на определените с Решение № 340 от 28.05.2025 г. на Министерския съвет стойности, които служат за изчисляване на тавана на приходите за съответния тип

производител на електрическа енергия, както и историческите данни по отношение на постъпленията във ФСЕС при прилагане на подобен механизъм, както и буфери за стабилност на приходите на ФСЕС прогнознит размер на средствата по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ, както и прогнозата за такива на основание чл. 30б, ал. 2 от ЗЕ, респективно на приходите на Фонда за компенсации на битови крайни клиенти, за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., е оценен на 1 107 324 хил. лв.

2. Разходи на ФСЕС

2.1. Разходи за предходни регулаторни периоди

С писмо с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2025 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) е предявило искания, подкрепени със съответните мотиви, за компенсиране на следните разходи:

– натрупан ценови дефицит за периода 01.07.2013 г. – 30.06.2024 г.:

	Натрупан ценови дефицит в НЕК ЕАД за периода 01.07.2013 г. – 30.06.2024 г.	хил. лв.
1	Некомпенсирани разходи от признат в Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. общ дефицит в размер на 1 234 787 хил. лв.	647 396
2	Невъзстановени от Фонда за въглеродни емисии разходи от общо признати с Решение № Ц-14 от 01.10.2014 г. в размер на 253 481 хил. лв.	190 110
3	Разходи за закупуване на електрическа енергия по дългосрочни договори за периода 2014 г. – 2015 г.	502 641
4	Разходи за емисии парникови газове за периода 2014 г. – 2015 г.	102 835
5	Разходи за закупуване на електрическа енергия от ВИ за периода 2014 г. – 2015 г.	245 082
6	Обезщетения за недължимо платени добавки за зелена енергия, ВЕКП и невъзстановени разходи	11 421
7	Влезли в сила съдебни решения от утвърдени по-високи преференциални цени на комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за изминали регулаторни периоди	12 484
8	Невъзстановени разходи за периода 2017 г. – 2018 г. за администриране на цена за задължения към обществото	134 732
9	Натрупан дефицит за периода 2014 г. – 2021 г. от непокрита разходи от компонентата за дейността „обществена доставка“ (разходи за лихви)	516 928
10	Некомпенсирани разходи за регулаторния период 2018 г. – 2019 г. за по-голямо количество произведена електрическа енергия и разполагаемост на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	13 054
11	Некомпенсирани разходи от по-високи цени на CO ₂ квоти през регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	32 523
12	Некомпенсирани разходи от по-големи количества електрическа енергия и по-високи цени на CO ₂ квоти през регулаторния период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	47 018
13	Некомпенсирани разходи за вноски по чл. 36е от ЗЕ по дебитни известия за изминал регулаторен период, получени през регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	5 076
	ОБЩО	2 461 300

– непокрита разходи на НЕК ЕАД за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.:

	Непокрити разходи на НЕК ЕАД за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	хил. лв
1	Ефект от миксова цена 01.07.2024 г. – 31.12.2024 г.	39 450
2	Ефект от миксова цена 01.01.2025 г. – 30.06.2025 г.	9 522
3	Разходи за закупена електрическа енергия от ВИ	20 327
4	Ефект от закупена електрическа енергия от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	51 184
5	Предявени неустойки от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	5 145
6	Завишени разходи за ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	61 367
7	SO ₂ & NO _x модернизация и БРЕФ инвестиция „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	57 509
	Общо	244 504

Съгласно чл. 34 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за признаване и компенсиране на невъзстановяеми разходи, произтичащи от извършени инвестиции и/или сключени сделки до влизането в сила на този закон, които не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар. Съгласно ал. 3 от същата разпоредба енергийните предприятия подават заявление пред Комисията за признаване на разходите за невъзстановяеми и за установяване на размера им, като към заявлението се представят доказателства за основанието за възникване на невъзстановяемите разходи и за размера им.

Съгласно чл. 34, ал. 5 от ЗЕ Комисията, ръководейки се от принципите по чл. 23 и при отчитане на промените в конкурентните условия, преизчислява ежегодно максималния общ размер на компенсацията, свързана с невъзстановяемите разходи, и определя обема за възстановяване за съответния период.

Предвид горното, по отношение на посочените от НЕК ЕАД натрупан ценови дефицит за периода 01.07.2013 г. – 30.06.2024 г., както и непокрити разходи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., следва да се има предвид, че с § 11 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн. ДВ, бр. 96 от 2023 г., съответно § 9, т. 5 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 39 от 2024 г., в сила от 01.07.2025 г., разпоредбата на чл. 36б, ал. 1, т. 1 от ЗЕ предвижда, че Фондът управлява средства за покриване на разходи, извършени от енергийно предприятие в качеството му на обществен доставчик за изкупуване на електрическа енергия по дългосрочни договори и по преференциални цени, както и тези, произтичащи от задължението му за изкупуване на електрическа енергия в качеството му на търговец на електрическа енергия, определени с решение на комисията, включително за предходния регулаторен период. Предложение 1 на посочената разпоредба от ЗЕ е приложимо към енергийно предприятие, което след 01.07.2025 г. има качеството на обществен доставчик. Също така, според § 52 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 96 от 2023 г., съответно § 66, т. 1 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 39 от 2024 г., в сила от 01.07.2025 г., лицензията за извършване на дейността обществена доставка на електрическа енергия се прекратява. Следователно, от 01.07.2025 г. НЕК ЕАД няма качество на обществен доставчик, поради което не попада в обхвата на чл. 36б, ал. 1, т. 1, предложение 1 от ЗЕ и не може да предявява разходи за компенсиране от Фонда, извършени в това му качество. В допълнение, е необходимо да бъде отчетено и следното: За допълнителните количества електрическа енергия, които общественият доставчик е закупил от борсовия пазар за обезпечаване на потреблението на регулирания пазар, същият към настоящия момент не е предоставил достатъчно отчетни данни за размера на допълнително направените разходи. Поради това, към момента не е възможно тези разходи да бъдат остойностени, тъй като същите следва да бъдат съобразени с реалните количества закупени от

борсовия пазар, постигнатата среднопретеглена цена и реалната стойност на заместените количества от определения от КЕВР микс в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. и Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г.

По отношение на разходите за закупена електрическа енергия от ВИ претенцията на обществения доставчик е неоснователна. Прогнозираните от НЕК ЕАД количества, които общественият доставчик ще изкупи за периода март 2025 г. – юни 2025 г. (4 месеца) надвишават с 30% общото количество, отчетено за периода юли 2024 г. – февруари 2025 г., а използваната стойност на среднопретеглената цена е значително завишена спрямо предоставените от крайните снабдители справки за сключените договори за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от производители от ВЕИ.

Относно непокрити разходи на НЕК ЕАД за закупена електрическа енергия от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД следва да се има предвид, че в представените справки количествата и цените са значително завишени и несъответстващи на реално отчетените количества електрическа енергия към настоящия момент и на реалната среднопретеглена цена на квотите за въглеродни емисии за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

По отношение на искането за завишени разходи за ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, методът на регулиране „норма на възвръщаемост“ не предполага корекция с надвзет/недовзет приход вследствие на отчетено по-ниско ниво на произведени количества. Такава, не е прилагана и през предходни регулаторни периоди, когато ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД са отчитали повече произведени количества електрическа енергия и съответно по-ниска себестойност спрямо утвърдената.

По отношение на исканата компенсация за SO₂ & NO_x модернизация и БРЕФ инвестиция на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД мотиви са изложени в предходни решения на Комисията и към настоящия момент не са настъпили нови факти и обстоятелства, които да ги променят.

По отношение на предявените за възстановяване от НЕК ЕАД разходи, които общественият доставчик е извършил до 2015 г., следва да бъде изготвен дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи регулаторни/ценови периоди при спазване на принципите, заложи в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите (чл. 23, т. 4 от ЗЕ), както и осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент, като се отчитат задълженията на обществения доставчик, на крайните снабдители и на операторите на електропреносната и електроразпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес, със задълженията към обществото и с невъзстановяемите разходи (чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ). Такъв дългосрочен механизъм може да бъде изготвен само след допълнителен анализ и проверка за установяване на реалния размер на тези разходи, както и каква част от тях може да бъде класифицирана реално като тарифен дефицит. Предявените от обществения доставчик за компенсация от ФСЕС разходи за периоди след 2015 г. са разгледани и приети за неоснователни от КЕВР в отностимите за съответния регулаторен период решения на Комисията.

2.2. Разходи за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Разходите за следващия регулаторен период, които Фондът следва да покрива от приходите си по т.1.1. през периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., са следните:

2.2.1. Разходи за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници в размер на 438 868 хил. лв.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	390
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	383 623
4	Биомаса	54 854
5	Общо ВИ	438 868

2.2.2. Разходи за компенсации на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия, произведена от производители от възобновяеми източници, с инсталирана мощност под 500 kW, в размер на 44 387 хил. лв. Разходите на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с инсталирана мощност под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическа енергия от производителите с преференциални цени, и приходите, които крайните снабдители ще получат от организирания борсов пазар, ако реализират тези количества по пазарна цена.

2.2.3. Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 850 033 хил. лв., формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-710 от 02.06.2025 г.

2.2.4. Разходи на ФСЕС за компенсация на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) в размер на 1 364 хил. лв., формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-710 от 02.06.2025 г.

2.2.5. Разходите на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВЕКП под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическа енергия от производителите с преференциални цени и приходите, които крайните снабдители ще получат от организирания борсов пазар, ако реализират тези количества по пазарна цена.

2.2.6. Компенсация на НЕК ЕАД, в качеството му на търговец на електрическа енергия, за изкупуване на електрическа енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, в т.ч. за електрическа енергия и разполагаемост, за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ и дължима цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, в размер на 432 736 хил. лв.;

3. Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

3.1. Баланс между приходи по чл. 36д, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ и разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.		
I.	Приходи	1 969 340
1.	Приходи от вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ	1 541 811
2.	Приходи от квоти за въглеродни емисии по ЗОИК – чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	427 529
II.	Разходи	-1 777 388
2.	Разходи за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	-1 777 388
2.1.	Разходи за производители от ВИ	-483 255
2.1.1.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от ВИ	-438 868

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.		
2.1.2.	Компенсация на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ под 500 kW	-44 387
2.2.	Разходи за производители от електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	-851 397
2.2.1.	Разходи за изплащане на премии на производители от електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	-850 033
2.2.2.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	-1 364
2.4.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	-432 736
2.4.1.	Компенсация за изкупуване на електрическа енергия и разполагаемост	-372 348
2.4.3.	Компенсация за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ съгласно сключени СИЕ	-48 797
2.4.3.	Компенсация за дължимата цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	-11 591
2.5.	Разходи на ФСЕС по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ	-10 000
III.	Средства на ФСЕС за компенсации по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от ЗЕ	191 952

Видно от изложеното по-горе, приходите на ФСЕС напълно покриват разходите по чл. 36б, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, които Фондът следва да извърши, които разходи от своя страна следва да формират цената за задължения към обществото. Поради това цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, следва да е 0,00 лв./MWh.

3.2. Баланс между приходи по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ и разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.		
I.	Приходи	1 299 276
1.	Прогнозен размер на средствата по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ за покриване на разходи по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от същия закон за частта от регулаторния период, за която такива средства не са предвидени - 01.01.2026 г. – 30.06.2026 г.	1 107 324
2.	Остатък от прогнозен размер на приходите по чл. 36д, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ	191 952
II.	Разходи за компенсации на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител	-1 299 276

Предвид гореизложеното цената за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, следва да е в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС.

V. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА БАЗОВА СТОЙНОСТ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ

Съгласно чл. 30б, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя базова стойност на електрическа енергия за 1 MWh, която е част от цената по чл. 30а, ал. 3 от ЗЕ, която битовият краен клиент заплаща за съответния регулаторен период. Базовата стойност се определя при отчитане на средствата по чл. 36д, ал. 1 от ЗЕ за съответния регулаторен период, както и на прогноза за средствата по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ за покриване на разходи по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от ЗЕ за частта от регулаторния период, за която такива средства не са предвидени – чл. 30б, ал. 2 от ЗЕ. Също така, изчисляването на базовата стойност следва да бъде съобразено, както с постигнатата средно претеглена цена за съответните количества, закупени на механизма по чл.

100, ал. 8 от ЗЕ и/или на пазарен сегмент ден напред на организирания борсов пазар, относима към съответния краен снабдител за съответния месец (арг. от чл. 30в, ал. 1 от ЗЕ), така и с цената на активната електрическа енергия, заплащана от битовия краен клиент към края на регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. Това е така, защото целта на определянето на базова стойност на електрическата енергия е да осигури прехода към пазарно обусловени цени за битови крайни клиенти (либерализация на пазара на електрическа енергия на дребно). Аргументи в този смисъл се извеждат от нормата на чл. 30в, ал. 2 от ЗЕ, която предвижда възможност компенсацията да е според количеството и/или за част от количеството закупена електрическа енергия, както и от § 54 от Преходните и заключителните разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн., ДВ, бр. 96 от 2023 г., по силата на който на Комисията е вменено задължение в ежегодните си доклади, представяни на Европейската комисия, да включва информация за напредъка към постигане на ефективна конкуренция между доставчиците и прехода към пазарно обусловени цени за битови крайни клиенти.

Горното обосновава извода, че при определяне на базовата стойност КЕВР следва да анализира изброените основни фактори поотделно и в тяхната съвкупност, както и да оцени тежестта на всеки един от тях при изчисляването на конкретния размер на базовата стойност.

Прогнозната годишна пазарна цена на крайния снабдител по чл. 37в от НРЦЕЕ за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. е изчислена по метода от т. I. от доклада в размер на 239,50 лв./MWh.

Прогнозното потребление на битовите крайни клиенти през регулаторен период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. е в размер на 13 604 983 MWh.

Средствата за компенсиране на част от разходите на битовите крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител са изчислени в т. IV по-горе в размер на 1 299 276 хил. лв., съответно 95,50 лв./MWh при количества в размер на 13 604 983 MWh, следователно е обосновано базовата стойност да бъде определена за цялото количество потребена електрическа енергия.

Във връзка с горното базовата стойност на електрическата енергия за 1 MWh следва да се определи в размер на 144,00 лв./MWh.

		Количества	Цена	Разходи
1	Разходи по прогнозна цена	13 604 983	239,50	3 258 393
2	Средства за компенсация	13 604 983	95,50	1 299 276
3	Базова стойност на електрическа енергия за 1 MWh (р.2-р.3)	13 604 983	144,00	1 959 118

Предвид гореизложеното, базовата стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период, е в размер на 144,00 лв./MWh

VI. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА КОМПОНЕНТА ОТ ЦЕНАТА НА КРАЙНИЯ СНАБДИТЕЛ ВЪВ ВРЪЗКА СЪС СНАБДЯВАНЕТО НА БИТОВИ КРАЙНИ КЛИЕНТИ

По силата на чл. 30а, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти. Компонентата се определя служебно въз основа на анализ на необходимата информация съгласно чл. 57, ал. 1 от НРЦЕЕ. В тази връзка, за целите на изготвяне на този анализ са използвана информацията по заявления за утвърждаване на цени, респективно за определяне на компонента от цена за дейността снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител с вх. № Е-13-47-12 от 31.03.2025 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, вх. № Е-13-49-10 от 31.03.2025 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-4 от 31.03.2025 г. и вх. № Е-13-46-6 от 31.03.2025 г., както и писмо с вх. № Е-13-46-10 от 19.05.2025 г. от

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, и писмо с вх. № Е-13-77-5 от 25.03.2025 г. от „ЕСП Златни пясъци“ ООД.

1. Единен подход при определяне на компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти

Съгласно чл. 30а, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти чрез универсална услуга. По арг. от чл. 37г, ал. 1 от НРЦЕЕ компонентата от цената на крайния снабдител е в размер до 7 на сто от определената базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период. Съгласно § 50 от Преходните и заключителните разпоредби на Наредбата за изменение и допълнение на НРЦЕЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2024 г., за регулаторния период, който започва от 1 юли 2025 г., компонентата не може да надвишава размера на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, включен в утвърдената цена на крайния снабдител за регулаторния период 1 юли 2024 г. – 30 юни 2025 г., индексирани с инфлационен индекс за предходната календарна година на основата на данни от НСИ. В тази връзка, максимално допустимият размер на компонентата за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. не може да надвишава размера на компонентата за дейността на крайния снабдител, включена в утвърдената му цена с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, изменено с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. на КЕВР, индексирани с инфлационен индекс за 2024 г. от 2,4%, а именно 9,92 лв./MWh.

Въз основа на анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. необходими годишни приходи, респективно цени, при съобразяване с прогнозните количества електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на битовите крайни клиенти за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. и при отчитане на новите факти и обстоятелства при осъществяване на лицензионната дейност на крайния снабдител, които ще настъпят в резултат на измененията и допълненията на ЗЕ в сила от 01.07.2025 г., в т.ч. промяната в начина и падежа на плащанията за закупена електрическа енергия; задълженията за заплащане на такси и за предоставяне на обезпечения на борсовия оператор; драстичното нарастване на необходимия оборотен капитал поради разликата между размера на определената базова стойност за 1 MWh електрическа енергия и прогнозната пазарна цена, особено през зимните месеци, съответно разликата между момента на заплащане на закупената електрическа енергия и получаването на компенсация от ФСЕС, е обосновано по отношение на формирането на компонентата от цената на крайния снабдител да бъде приложен единен подход.

2. Образуване на компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти

В заявленията за утвърждаване на цени, респективно за определяне на компонента от цена за дейността снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител:

- „Електрохолд Продажби“ ЕАД предлага размер на компонентата – 11,13 лв./MWh;
- „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД предлага размер на компонентата – 9,97 лв./MWh;
- „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, предлага размер на компонентата – 9,69 лв./MWh с уточнението, че действителният размер на компонентата е 10,56 лв./MWh, но поради ограниченията в НРЦЕЕ дружеството предлага компонентата в този размер;
- „ЕСП Златни пясъци“ ООД предлага размер на компонентата – 12,00 лв./MWh.

Въз основа на извършен анализ се установи, че дружествата са предложили стойности на компонентата, които не са в съответствие с § 50 от Преходните и заключителните разпоредби на Наредбата за изменение и допълнение на НРЦЕЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2024 г. Максималният размер на компонентата съгласно чл. 37г от НРЦЕЕ се определя в размер до 7 на сто от определената базова стойност на електрическа енергия за 1 MWh (10,08 лв./MWh). Съгласно § 50 от Преходните и заключителните разпоредби на Наредбата за изменение и допълнение на НРЦЕЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2024 г., за регулаторния период, който започва от 1 юли 2025 г., компонентата не може да надвишава размера на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, включен в утвърдената цена на крайния снабдител за регулаторния период 1 юли 2024 г. – 30 юни 2025 г., индексирани с инфлационен индекс за преходната календарна година на основата на данни от НСИ.

В тази връзка компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти следва да се определи в размер на 9,92 лв./MWh. В допълнение:

– в компонентата не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания, каквито крайни снабдител са поискали. Към настоящия момент такива прогнозни разходи не могат да бъдат анализирани с оглед установяване на тяхната обоснованост, тъй като не е налице яснота относно възможностите за тяхното обезпечаване посредством финансиране чрез различни инструменти или комбинация от тях (в т.ч. безвъзмездна финансова помощ, нисколихвени и държавно гарантирани заеми, други финансови стимули за привличане на инвестиции от частния сектор, европейски фондове и програми и т.н.). В допълнение, разпределението на индивидуални цели за енергийни спестявания обхваща освен предприятия от сектор „Електроенергетика“ и такива от сектори като „Топлоенергетика“, „Природен газ“, „Търговия с течни горива“ и „Търговия с твърди горива“. Това, в комбинация с възможността за свободно прехвърляне на издадени удостоверения за постигнати енергийни спестявания, ще доведе до ситуация крайните клиенти на електрическа енергия да финансират разходи по изпълнени мерки за енергийна ефективност в други сектори и на практика е възможно да доведе до чувствително и необосновано увеличение на цената за задължения към обществото.

– в компонентата не са включени разходи за несъбираеми вземания, каквито крайни снабдител са поискали. Не може да се приеме за обосновано, че включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружествата е в интерес на клиентите, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс (ГПК), е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружествата. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдител в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружествата да полагат усилия за събирането им по реда на ГПК.

В резултат на гореизложеното, компонентата от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти е в размер на 9,92 лв./MWh.

Съгласно чл. 32, ал. 2, т. 3 от ЗЕ Комисията може да определя часови, сезонни и други тарифни структури на базовата стойност по чл. 30б от ЗЕ. По арг. от чл. 30в, ал. 4 от ЗЕ, стойностите по тарифната структура на базовата стойност следва да бъдат в еднакъв размер за всички крайни снабдител.

Предвид гореизложеното, сумата от базовата стойност на електрическата енергия за 1 MWh в размер на 144,00 лв./MWh и компонентата от цената на крайния снабдител в размер на 9,92 лв./MWh, съставлява цената по чл. 30а, ал. 3 от ЗЕ в размер от 153,92 лв./MWh, която битовият краен клиент заплаща на крайния снабдител, при тарифна структура, както следва:

ЦЕНА, КОЯТО БИТОВИЯТ КРАЕН КЛИЕНТ ЗАПЛАЩА НА КРАЙНИЯ СНАБДИТЕЛ		
Тарифна структура	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2025 г.	
1. Две скали	лв./kWh	лв./MWh
в т.ч. - Дневна	0,18008	180,08
- Нощна	0,07757	77,57
2. Една скала	0,18008	180,08

По изложените по-горе аргументи, тези цени следва да се заплащат и от битовите крайни клиенти, които са клиенти на лица с издадена лицензия за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ през периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КРАЙНИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2025 г. <i>(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)</i>	
„Електрохолд Продажби“ ЕАД	3,81%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	5,95%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	4,21%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	-0,47%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	4,62%

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, предлагаме Комисията да обсъди следните

РЕШЕНИЯ:

1. Да приеме доклада;
2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите, както и на крайните снабдители на електрическа енергия, като се осигури и възможност за дистанционно участие;
3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.